

# ESG THEMA

N°6 | Décembre 2021

*Les technologies à faible intensité carbone dans la course vers le Net Zéro*

**Amundi**  
ASSET MANAGEMENT



## Points à retenir

- Même si sa décarbonisation est en cours depuis plusieurs années comme le montre la forte croissance des capacités d'énergie renouvelable, **le secteur de l'électricité représente encore 38 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie et à l'industrie.**
- **Le rythme de décarbonisation de ce secteur essentiel reste trop lent** par rapport à des scénarios cohérents avec la limitation du réchauffement climatique à +1,5°C.
- Bien que les énergies renouvelables comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire restent l'élément central de l'équation, **près de 20 % de l'alimentation mondiale en électricité devrait provenir de solutions alternatives à faibles émissions de carbone en 2040** selon le scénario Net Zéro d'ici 2050 de l'AIE.
- Dans ce document, nous évaluons le potentiel de décarbonisation de quatre types de solutions et de technologies : **énergie nucléaire, captage et stockage du carbone (CSC), biomasse ligneuse et hydrogène bas carbone.**
- **Une énergie nucléaire sécurisée** a un rôle à jouer dans la course vers la neutralité carbone. Toutefois, une « renaissance » du nucléaire ne peut se produire sans soutien politique et visibilité à long terme.
- Même si son application au secteur des énergies fossiles devrait rester à la marge, le **Captage et stockage du carbone (CSC)** est une technologie indispensable dans la course vers le Net Zéro. La feuille de route de l'AIE compte dessus pour produire 9 % des réductions d'émissions requises d'ici 2035.
- **La capacité de production d'électricité à partir de la biomasse** devra augmenter de manière significative dans la quasi-totalité des scénarios, afin de respecter l'objectif de température de 1,5°C. Toutefois, les preuves montrent de plus en plus que la biomasse ligneuse est sur une corde raide pour apporter une contribution positive aux objectifs climatiques tout en limitant les risques pour les écosystèmes.
- Nous considérons **que l'hydrogène propre** est nécessaire dans certains secteurs dont les émissions sont difficiles à réduire, comme l'acier ou la chimie. Cependant, un grand nombre d'obstacles économiques et réglementaires clés doivent encore être surmontés pour prouver la viabilité de cette technologie par rapport à d'autres solutions à faible teneur en carbone dans plusieurs applications.

# Énergie à faible émission de carbone : au-delà de l'éolien et du solaire

- Même si sa décarbonisation est en cours depuis plusieurs années comme le montre la forte croissance des capacités d'énergie renouvelable, **le secteur de l'électricité représente encore 38 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie et à l'industrie.**
- **Le rythme de décarbonisation de ce secteur essentiel reste trop lent par rapport à des scénarios cohérents avec la limitation du réchauffement climatique à +1,5°C.** Le scénario Net Zéro d'ici 2050 de l'AIE nécessite par exemple que le secteur de l'électricité atteigne la neutralité carbone dès 2040. Ce secteur devrait donc rester en tête des priorités des investisseurs.
- Bien que les énergies renouvelables comme l'éolien et l'énergie solaire restent l'élément central de la solution, **près de 20 % de l'alimentation mondiale en électricité devrait provenir d'énergies alternatives à faibles émissions de carbone en 2040** selon le scénario Net Zéro d'ici 2050 de l'AIE.
- Dans ce document, nous nous concentrerons sur les solutions et technologies suivantes :
  - l'énergie nucléaire
  - le captage et stockage du carbone (CSC)
  - la biomasse ligneuse
  - l'hydrogène bas carbone
- Bien qu'elles soient nécessaires, chacune de ces technologies soulève des problèmes spécifiques qui nécessitent une «due diligence» et un suivi accrus de la part des investisseurs pour qu'elles apportent réellement les avantages attendus en matière de carbone et/ou ne compromettent pas d'autres objectifs de développement durable.

	Éolien et solaire	Énergie nucléaire	Usines de combustibles fossiles avec CSC	Biomasse	Hydrogène
<b>Part dans la production d'électricité mondiale (actuel / 2040)</b>	<b>9 % - 63 %</b>	<b>10 % - 9 %</b>	<b>0 % - 3 %</b>	<b>3 % - 5 %</b>	<b>0 % - 3 %</b>
<b>Investissements annuels (actuels / années 2030)</b>	<b>327 - 1129</b> (toutes énergies renouvelables y compris la biomasse)	<b>36 - 94</b>	<b>0 - 30</b>	<b>s. o.</b>	<b>2 - 222</b> (y compris investissements dans les utilisations finales)
<b>Est-ce en bonne voie ?</b>					
<b>Principaux défis en matière de développement durable</b>	- Utilisation des sols	- Sécurité - Besoins en eau	- Besoins en eau - Taux de captage	- Avantages réels en matière de CO <sub>2</sub> - Utilisation des terres et écosystèmes	- Avantages réels en matière de CO <sub>2</sub> (H <sub>2</sub> bleu)

Source : Amundi, rapport « Tracking Clean Energy Progress » de l'AIE, feuille de route Net Zéro d'ici 2050 de l'AIE

# Énergie nucléaire : La priorité Net Zéro peut-elle marquer une possible renaissance ?

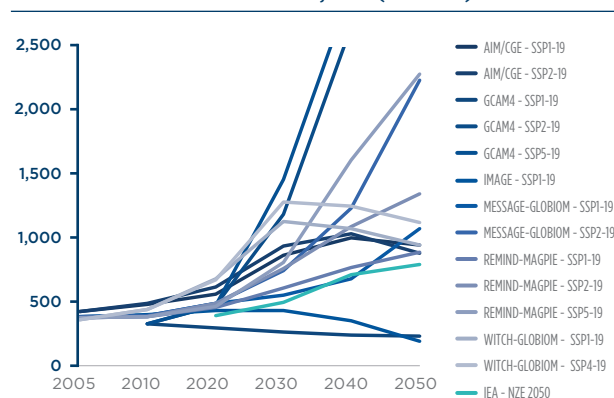
*L'énergie nucléaire consiste à utiliser des réactions nucléaires afin de produire de l'électricité. Selon l'AIE, celle-ci sera essentielle à la réalisation d'objectifs de neutralité carbone à l'échelle mondiale, combinée à des sources d'énergie renouvelables et à d'autres solutions à faibles émissions de carbone.*

## Quel est son rôle dans la course vers le Net Zéro ? Avons-nous besoin d'énergie nucléaire pour lutter contre le réchauffement climatique ?

Lorsque des modèles complexes d'évaluation intégrée doivent résoudre l'équation de l'objectif 1,5°C, ils ont tendance à mettre en évidence le nécessaire accroissement des capacités nucléaires :

- Sur les 13 trajectoires générées par ces modèles appliqués à différents scénarios socio-économiques (SSP), seuls 2 simulent une réduction de la capacité de production nucléaire mondiale d'ici 2050, alors que les 11 autres indiquent des augmentations significatives allant de +40 % à +700 % des capacités actuelles.
- La modélisation « net zéro » d'ici 2050 réalisée par l'AIE ou BP suggère aussi la nécessité d'accélérer le déploiement des capacités nucléaires. Par exemple, le scénario de l'AIE nécessite de tripler les augmentations annuelles de capacité.

Capacité mondiale de production d'énergie nucléaire dans différents scénarios 1,5°C (en GW)



Source pour le graphique : IIASA, Amundi

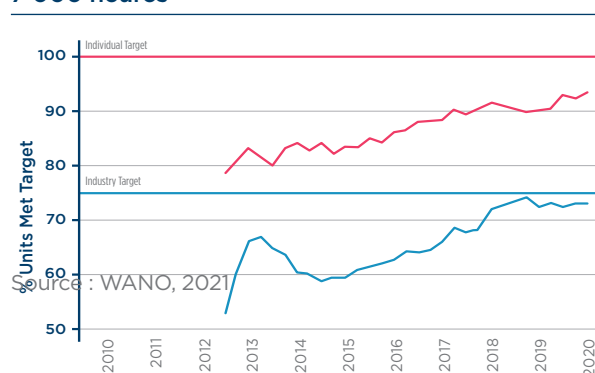
## 10 ans après Fukushima : Où en sommes-nous ?

L'accident de Fukushima a tragiquement rappelé les risques à fort impact et à faible probabilité liés à l'énergie nucléaire. Avec des exigences de sécurité plus élevée ayant fait grimper les coûts et des décisions politiques visant à abandonner progressivement l'énergie nucléaire en Allemagne, en Belgique, en Suisse et en Espagne, nous avons connu dix années de révision à la baisse des prévisions de capacité :

- l'AIE a réduit d'un quart ses prévisions pour 2030 entre 2010 et 2021 ; et
- selon les estimations de Lazard, le coût nivelé de l'énergie pour le nucléaire est actuellement plus de 50 % plus cher que celui de 2010. Et ceci malgré le soutien apporté par la baisse des taux d'intérêt.

Par ailleurs, il faut noter que les investissements dans la sécurité semblent avoir porté leurs fruits : le degré de préparation des systèmes de sécurité importants s'est amélioré et la fréquence des arrêts non planifiés a diminué <sup>1</sup>.

Total des arrêts critiques non planifiés par 7 000 heures



Source : WANO, 2021

1. <https://www.wano.info/getmedia/b99fb36c-0806-4c62-b175-1ccaa30c5d04/2104-WANO-Performance-Indicator-Electronic-Documents-6pp.pdf.aspx>

## Quels sont les principaux avantages et inconvénients de l'énergie nucléaire ?

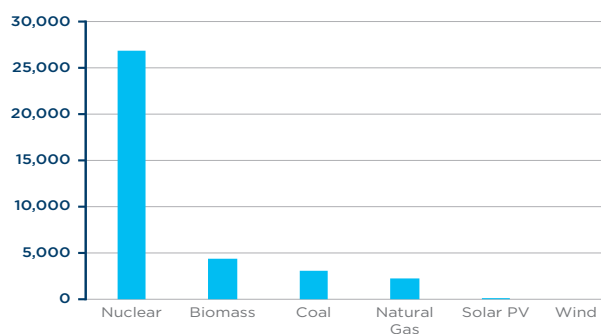
Dans le tableau ci-dessous, nous dressons la liste des principaux avantages et défis de l'énergie nucléaire.

Bénéfices / avantages	Inconvénients / difficultés
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Une faible intensité de CO2 sur la base du cycle de vie, similaire à celle de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire photovoltaïque (&lt;100 kg CO2 / MWh)</li> <li>- Des besoins en matériaux par unité de production plus faibles que les énergies renouvelables.</li> <li>- De loin la technologie de production d'électricité ayant la plus faible empreinte foncière (&lt;10 ha/TWh/an en moyenne)</li> <li>- Puissance de base avec possibilité de fonctionnement flexible pour équilibrer les systèmes électriques avec une forte pénétration de sources d'énergie intermittentes (solaire, éolienne)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Déchets radioactifs dangereux : environ 3 % du combustible utilisé produit annuellement est classé comme déchet hautement radioactif. Ceux-ci nécessitent une manipulation sûre et des solutions de stockage à long terme (&gt;100 000 ans)</li> <li>- Risques d'impacts élevés et durables en cas d'accident majeur, et conséquence négative sur l'acceptation de la technologie</li> <li>- Difficultés d'exploitation et de sécurité accrues par le changement climatique</li> <li>- Coûts : coûts initiaux élevés et retards récurrents dans la construction, coûts de production relativement plus élevés que ceux des technologies d'énergies renouvelables, données historiques encore limitées sur les coûts de démantèlement et de réaffectation des sites.</li> <li>- Vieillesse de la main-d'œuvre qualifiée, manque d'expertise en ingénierie</li> </ul>

### Des défis opérationnels et de sécurité accrues par le changement climatique

- La conception et le choix de la localisation des actifs ayant une durée de vie de 60 ans deviennent plus complexe à cause du changement climatique, d'où la nécessité d'anticiper, par exemple, les risques d'inondation, susceptibles de s'aggraver dans le futur.
- En particulier, le nucléaire est la technologie la plus consommatrice d'eau en raison des besoins élevés de refroidissement (8-12 fois plus élevée que les centrales de charbon et de gaz en moyenne). De ce fait, la rareté de l'eau et la pollution thermique constituent des défis particulièrement importants auxquels s'ajoutent des risques opérationnels<sup>2</sup>.

#### Prélèvement d'eau bleue de l'exploitation (médiane, L/MWh)



Source : Amundi

## Quelles sont les évolutions technologiques que les investisseurs doivent surveiller ?

Deux nouvelles technologies nucléaires ont retenu l'attention : les petits réacteurs modulaires (PRM) et la fusion nucléaire.

- **Les PRM** sont des réacteurs nucléaires avancés ayant une capacité de production d'énergie pouvant atteindre 300 MW(e) par unité, soit le tiers d'un réacteur nucléaire traditionnel. Deux réacteurs PRM sont en service et 70 autres sont à divers stades de développement, de la conception à la construction. Leur taille réduite et leur conception modulaire devraient permettre de réduire certains des risques (coûts de construction et de déclassement, sécurité, consommation d'eau, etc.). La rentabilité reste toutefois à démontrer, et les cadres juridiques ainsi que les normes de sécurité existants doivent être adaptés à cette nouvelle technologie.
- Le MIT a annoncé une avancée technologique significative dans le domaine de **la fusion nucléaire** en 2021, ouvrant la voie à une centrale de démonstration dès 2025. Une autre centrale est prévue au Royaume-Uni pour la même année. La fusion nucléaire réduit considérablement les risques de sécurité associés à la fission nucléaire.

2. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119305994>

## Conclusion

- Une énergie nucléaire sûre a un rôle à jouer dans la course vers la neutralité carbone. Cependant, les aspects économiques impliquent qu'une renaissance du nucléaire ne peut avoir lieu sans soutien politique et une visibilité à long terme.
- Alors que plusieurs gouvernements, dont la France, les États-Unis et la Corée du Sud s'ouvrent à l'énergie nucléaire pour résoudre l'équation de la sécurité énergétique et du « Net Zéro », nous pensons qu'il restera un clivage au sujet du rapport risques/avantages de la technologie, comme le montre l'absence de consensus au sein de l'Union européenne sur une éventuelle inclusion de l'énergie nucléaire dans la taxonomie de l'UE.
- Malgré de nettes améliorations des performances en matière de sécurité, un autre accident majeur ne peut être exclu et de tels événements risqueraient de compromettre l'adhésion à l'énergie nucléaire par le public.

# Peut-on atteindre le net zéro sans la technologie de captage et de stockage du carbone ?

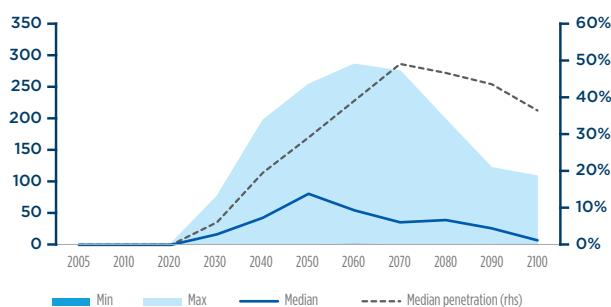
*Le captage et le stockage du carbone impliquent le captage, le transport et le stockage du CO2 provenant de sources ponctuelles importantes, notamment la production d'électricité ou les installations industrielles utilisant des combustibles fossiles ou la biomasse comme carburant. Cet ensemble de technologies peut jouer un rôle important dans la réalisation d'objectifs mondiaux en matière d'énergie et de climat.*

Lorsque des modèles complexes d'évaluation intégrée doivent résoudre l'équation de l'objectif 1,5°C, ils ont tendance à compter sur le captage et le stockage du carbone (CSC) appliqués aux capacités de production d'électricité à partir du charbon et du gaz, avec un taux de pénétration de cette technologie supérieur à 24 % dans 9 des 13 modèles d'ici 2050.

- Cela ne doit pas occulter le fait que la plupart exige une forte diminution de la capacité mondiale de production d'électricité à base de combustibles fossiles à partir de 2020.
- Pour les centrales électriques à combustibles fossiles, le CSC apparaît donc comme solution transitoire : la capacité mondiale de production d'électricité équipée de CSC atteindra son maximum vers 2050-2060, même dans les modèles qui misent le plus sur cette technologie. Dans le scénario NZE 2050 de l'AIE, moins de 2 % de l'approvisionnement mondial en électricité en 2050 provient de centrales à combustibles fossiles équipées du CSC.
- Le CSC n'en est pas moins une technologie indispensable pour l'objectif « net zéro », car son utilité s'étend aux applications industrielles, à la production d'énergie à partir de la biomasse et

au captage de l'air, ces deux dernières devant produire des émissions nettes négatives compensant les émissions résiduelles liées aux combustibles fossiles. La politique « Net Zéro » de l'AIE compte sur le CSC pour produire 9 % des réductions d'émissions nécessaires d'ici 2035 ainsi que pour capter et stocker annuellement 2,7 fois plus de CO<sub>2</sub> provenant des applications industrielles et de transformation des combustibles plutôt que du secteur de l'électricité.

**Électricité produite dans le monde à partir d'énergie fossile et équipée du CCS dans divers scénarios à 1,5°C (en EJ, et % de la capacité fossile totale)**



Source : IIASA, Amundi



## Où en sommes-nous ?

Il est clair que le développement de la technologie est loin d'être abouti. Bien que le monde compte 26 installations commerciales équipées du CSC captant 40 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, il n'y a qu'un seul projet commercial de production d'électricité en cours d'exploitation, situé aux États-Unis.

Huit projets sont en cours de développement avancé (4 pour l'énergie au charbon, 3 pour l'énergie au gaz et 1 pour la valorisation énergétique des déchets). **Toutefois, si l'on tient compte des projets en cours de développement, l'AIE estime qu'il existe encore un écart considérable de 86 % par rapport à sa feuille de route « Net Zéro » pour le CCUS<sup>3</sup> dans le secteur de l'électricité d'ici 2030.**

### Projets de captage du CO<sub>2</sub> en production d'électricité, en exploitation ou en phase de développement avancé



Source : <https://www.iea.org/reports/ccus-in-power>

## Quelles sont les principales difficultés ?

**Le captage et stockage du carbone est relativement coûteux dans la courbe de réduction de CO<sub>2</sub>.** La société norvégienne Aker Carbon Capture a communiqué sur une fourchette indicative du coût nivelé du captage du carbone de 75 à 100 €/t CO<sub>2</sub><sup>4</sup>. Si l'on peut s'attendre à ce que les coûts varient selon le type et l'emplacement du projet, les coûts d'exploitation supplémentaires de l'installation et les coûts liés au transport et au stockage du CO<sub>2</sub> peuvent dépasser les dépenses d'investissement (avec une fourchette indicative de 30 à 60 €/t CO<sub>2</sub> seulement pour le transport et le stockage). Cela démontre l'intérêt de créer des pôles de CSC regroupant de petits projets de CSC industriels et un grand projet de CSC de production d'électricité afin de répartir les coûts de transport.

Bien que le prix du CO<sub>2</sub> de l'UE ait récemment atteint des niveaux proches de 80 €/t, rares sont les juridictions où les prix du CO<sub>2</sub> ou les taxes sont assez élevés pour encourager les projets de CSC. **Toutefois, le soutien politique au dispositif CCUS est en hausse.** Dans l'UE, le Fonds pour l'innovation, doté de 10 milliards d'euros pourra soutenir les projets de CSC. Aux États-Unis, la législation Infrastructure Investment and Jobs Act prévoit un soutien de plus de 12 milliards de dollars pour la gestion du carbone (dont 6 milliards pour la R&D et 2 milliards pour la création d'un programme de prêts). Néanmoins, les coûts d'exploitation plus élevés des centrales de CSC nécessiteraient un soutien politique spécifique.

3. Captage, Utilisation et Stockage du Carbone (CCUS)

4. <https://akercarboncapture.com/wp-content/uploads/2021/09/Aker-Carbon-Capture-Capital-Markets-Day-09092021.pdf>

**Infrastructure Investment and Jobs Act** (programmes de R&D sur l'énergie choisie, en millions de dollars)

Gestion du carbone	
Centres régionaux de captage direct de l'air	3 500
Démonstration de captage du carbone et programmes pilotes	3 474
Commercialisation du stockage du carbone	2 500
Prêts pour les infrastructures de transport du dioxyde de carbone	2 100
Projets de démonstration de décarbonisation industrielle	500
Programme d'utilisation du carbone	310
Prix pour le captage direct de l'air	115

Source : <https://www.aip.org/fyi/2021/new-infrastructure-law-provide-billions-energy-technology-projects>

**Des besoins plus importants en eau seront nécessaires.** Selon un document de recherche publié en 2020, un tiers de la capacité mondiale des centrales électriques au charbon connaît des pénuries d'eau pendant cinq mois ou plus par an<sup>5</sup>. Étant donné que le réchauffement climatique devrait intensifier la pénurie d'eau dans certaines régions du monde et que la plupart des systèmes de CSC à base de solvants augmentent les besoins en eau des centrales, le captage du carbone pourrait ne pas être déployé durablement pour la modernisation de nombreuses centrales électriques existantes.

**Le taux de captage et la permanence du stockage doivent être surveillés.** Les centrales

électriques en service équipées d'un système de CSC ont affiché des taux de captage proches de 90 %, supérieurs à ceux de certaines applications de l'hydrogène bleu, par exemple. Il semble possible d'atteindre des taux de captage de 99 % à des coûts supplémentaires limités<sup>6</sup>. La permanence du stockage devra être surveillée, mais le National Energy Technology Laboratory des États-Unis est arrivé à la conclusion que « l'expérience considérable avec l'injection de CO<sub>2</sub> pour la récupération assistée des hydrocarbures (RAH), le stockage souterrain du gaz naturel et la surveillance continue dans plusieurs projets d'injection de CSC à grande échelle dans le monde indiquent que l'injection de CO<sub>2</sub> devrait être sûre »<sup>7</sup>.

## Conclusion

- Le CSC est une technologie indispensable pour atteindre le Net Zéro. **Si la fermeture des centrales au charbon doit être la priorité, une application transitoire et ciblée aux centrales à combustibles fossiles (pour réduire les émissions des plus jeunes centrales au charbon notamment) peut également créer les économies d'échelle nécessaires à son adoption pour d'autres applications industrielles et d'émissions nettes négatives.**
- Le soutien politique est en hausse et semble essentiel au développement d'une technologie dont les coûts de réduction du CO<sub>2</sub> sont élevés.
- Les besoins en eau peuvent être un facteur limitant important, ce qui entrave le développement de la technologie dans les régions soumises à un stress hydrique et nécessitant un examen approfondi.

5. <https://www.nature.com/articles/s41893-020-0532-7>

6. AIE

7. <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/faqs/permanence-safety>



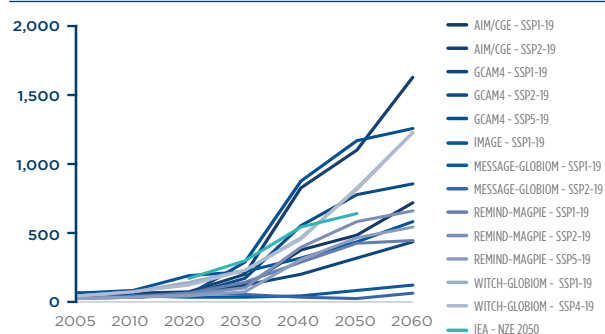
## Biomasse ligneuse : le temps ne joue-t-il pas en sa faveur ?

*La biomasse ligneuse est dérivée des arbres. C'est une source d'énergie renouvelable: de nouvelles forêts peuvent être cultivées grâce au boisement et à un entretien approprié. Bien qu'elle ait un important potentiel de production d'énergie, les scientifiques émettent des conclusions contrastées quant à ses effets sur le climat.*

### Quel est son rôle dans le Net Zéro ?

- La capacité de production d'électricité à partir de la biomasse doit sensiblement augmenter dans la quasi-totalité des scénarios afin de respecter l'objectif de température de 1,5°C.
- Le scénario Net Zéro d'ici 2050 de l'AIE exige une multiplication par plus de trois de la capacité mondiale d'ici 2040.

### Capacité mondiale de production d'électricité à partir de la biomasse dans différents scénarios à 1,5°C (en GW)



Sources : IIASA, AIE, Amundi

### Où en sommes-nous aujourd'hui ?

- Une technologie rare dont le développement est « sur la bonne voie » : La production d'électricité à partir de bioénergie reste une technologie rare dont le développement est jugé en phase avec les objectifs de capacité requis dans le scénario de l'AIE<sup>8</sup>.
- Les perspectives de marché sont positives : La société américaine Enviva, premier fournisseur mondial de granulés de bois, prévoit une forte croissance de la demande internationale de granulés pour la production de chaleur et d'électricité (5,5 % de TCAC sur 2020-2030), notamment sous l'impulsion du Royaume-Uni, de l'Europe et de l'Asie. Enviva prévoit également que les applications industrielles ajouteront une demande significative d'ici 2030<sup>9</sup>.

### Les doutes sur les impacts positifs réels de l'énergie de la biomasse ligneuse sont de plus en plus nombreux : a-t-elle réellement une contribution positive aux objectifs de Net Zéro ?

Bien que les émissions provenant de l'énergie de la biomasse soient considérées comme nulles dans les inventaires nationaux de gaz à effet de serre et dans le système européen d'échange de quotas d'émission, la recherche s'accorde à dire que considérer la biomasse ligneuse comme neutre pour le climat est trop simpliste, voire erroné.

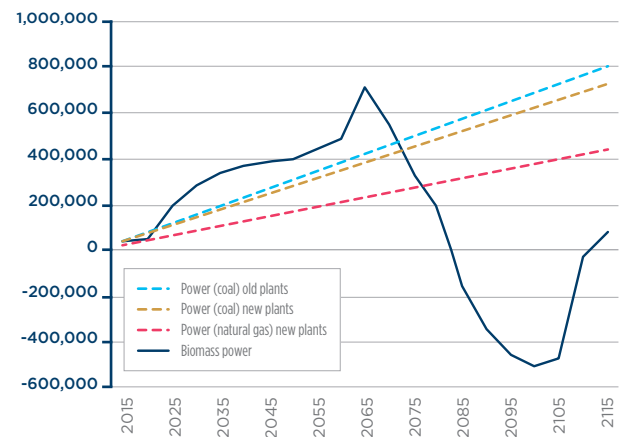
Pour être neutre en carbone, il faut (re)capturer une quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> égale à celle libérée pendant la transformation, le transport et la combustion. **Selon le type de bois utilisé et la gestion forestière, il peut s'écouler un temps considérable avant que les émissions de CO<sub>2</sub> ne soient recaptées.**

8. <https://www.iea.org/reports/tracking-bioenergy-power-generation-2020>

9. [https://s28.q4cdn.com/898203682/files/doc\\_presentation/2021/10/EVA-Simplification-Investor-Presentation-Oct-15-Final.pdf](https://s28.q4cdn.com/898203682/files/doc_presentation/2021/10/EVA-Simplification-Investor-Presentation-Oct-15-Final.pdf)

**Le délai de récupération importe !** Les avantages de l'utilisation de la biomasse ligneuse en termes de carbone doivent donc être évalués dans le temps. Le délai de récupération est le temps nécessaire pour que les émissions de CO<sub>2</sub> cumulées sur le cycle de vie de la biomasse ligneuse soient inférieures à celles d'un scénario alternatif (utilisation du charbon, par exemple). **Ce n'est qu'après la récupération que la biomasse génère des économies d'émissions de carbone.** La parité carbone n'est atteinte que lorsque la repousse de la forêt a totalement compensé les émissions cumulées. **Dans ce graphique illustratif, il faut plus de soixante ans pour y parvenir.** Même une fois atteint, le modèle n'est pas neutre pour le réchauffement climatique, car les émissions en amont peuvent contribuer à un dépassement temporaire des niveaux de concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, et donc des objectifs de température.

**Une illustration du temps de retour sur investissement et de la parité carbone (émissions cumulées, en MgCO<sub>2</sub>e/MW)**



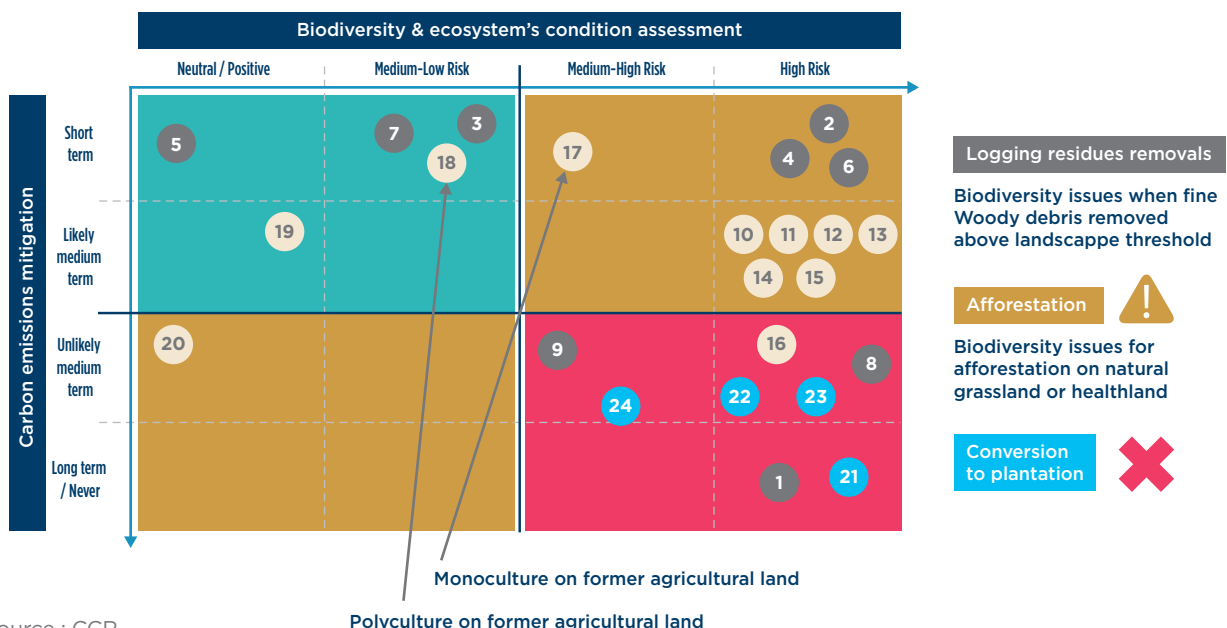
Source : NRDC

**Quelles pratiques doivent être encouragées, et lesquelles ne doivent pas l'être ?**

- Le délai de récupération du carbone est un indicateur pertinent qui est néanmoins influencé par de nombreux facteurs complexes liés à la méthodologie et aux caractéristiques de la biomasse pouvant varier d'une étude à l'autre.
- Cette cartographie réalisée par le Centre commun de recherche de la Commission européenne (CCR de l'UE) fournit de bonnes indications et révèle que **sur 24 types de sources de bois, seules 4 sont susceptibles d'apporter des bénéfices en termes de carbone à court terme (dans une ou deux décennies) sans créer**

**de risques significatifs pour les écosystèmes.** Il s'agit principalement de l'utilisation des résidus d'exploitation forestière et du boisement par polyculture sur d'anciennes terres agricoles. À l'inverse, la conversion de terres forestières en plantations ne présente que des avantages à très long terme voire incertains en termes de carbone, tout en présentant des risques critiques pour la biodiversité. **Ce type d'analyse devrait éclairer l'engagement des investisseurs auprès des entreprises impliquées dans l'énergie de la biomasse dans lesquelles ils investissent.**

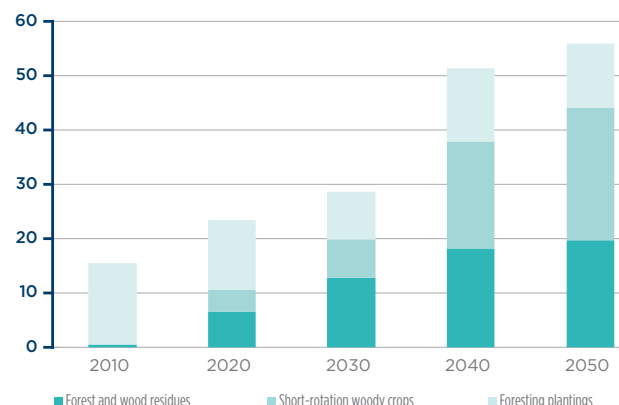
**Infrastructure Investment and Jobs Act (programmes de R&D sur l'énergie choisie, en millions de dollars)**



Source : CCR

- Le scénario Net Zéro d'ici 2050 de l'AIE encourage clairement l'utilisation de **résidus de bois et de cultures ligneuses à courte rotation** par rapport aux plantations forestières, les deux premiers types devant couvrir 98 % de l'offre supplémentaire d'ici 2040<sup>10</sup>.
- **Des conditions de durabilité sont liées à chaque catégorie** : par exemple, cela implique pour les plantations forestières que les forêts soient gérées de façon à garantir que le stock de carbone et la capacité d'absorption du carbone de la forêt soient améliorés ou restent inchangés. De plus, les nouvelles plantations et les plantations d'arbres doivent être intégrées à la production agricole via des systèmes agroforestiers n'entrant pas en conflit avec la production alimentaire ou la biodiversité. C'est un point positif du scénario de l'AIE, dans la mesure où il prend en compte les risques de tensions liées à l'utilisation des terres et découlant de la concurrence avec la production alimentaire.
- Enfin, tout comme le charbon, la production d'électricité à partir de la biomasse émet des polluants atmosphériques, tels que NOx, SO2 et particules qui doivent être captés autant que possible pour atténuer l'impact négatif sur la qualité de l'air. Il s'agit d'une autre dimension à surveiller. Nous notons par exemple qu'un opérateur britannique présente des intensités de polluants atmosphériques pour sa production à partir de la biomasse de 2,5 à 6 fois inférieures à celles de l'électricité produite à partir du charbon.

Approvisionnement en biomasse ligneuse dans le scénario « Net Zéro » de l'AIE (en EJ)



Source : AIE

## Conclusion

- Les preuves scientifiques révèlent de plus en plus que la biomasse ligneuse aura du mal à apporter une contribution positive aux objectifs climatiques tout en limitant les risques pour les écosystèmes.
- Les investisseurs doivent donc surveiller de plus près le type de bois utilisé et les impacts associés sur la gestion forestière. La conversion des forêts existantes en plantations semble être une mauvaise initiative.
- **Les investisseurs doivent s'attendre à voir des politiques de soutien à la biomasse de plus en plus distinctes**, créant des risques évidents de suppression de subventions pour des projets de biomasse non durables. Les évolutions récentes aux Pays-Bas doivent être considérées comme indicateur et le résultat de la mise à jour en cours de la directive européenne sur les énergies renouvelables (REDIII) sera un autre test clé.

10. Les cultures ligneuses à courte rotation (CPCR) sont des espèces d'arbres feuillus à croissance rapide, récoltées spécifiquement pour la production d'énergie après trois à huit ans de plantation, sur des terres cultivées existantes, mais aussi sur des pâturages ou des terres marginales, qui ne peuvent pas être utilisées pour des cultures vivrières (comme le peuplier, le saule, l'eucalyptus, l'érable argenté, le frêne vert, le noyer noir et le sycomore).

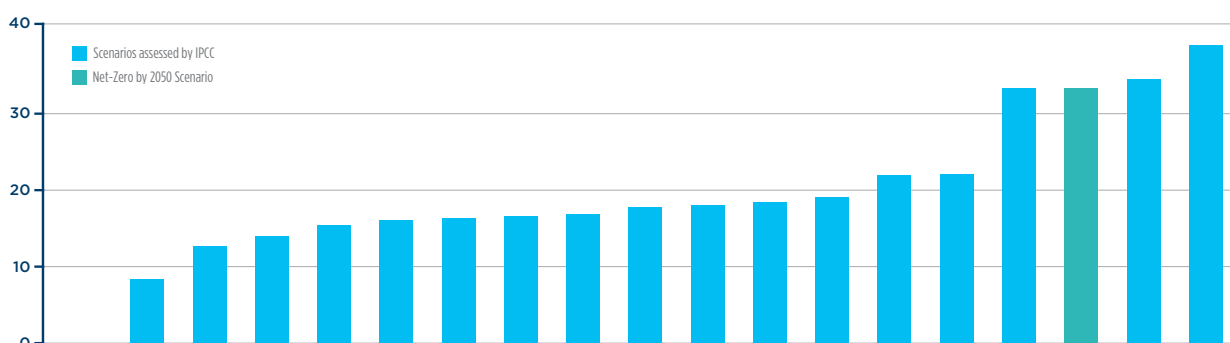
## Hydrogène : un vrai démarrage après plusieurs faux départs ?

*L'hydrogène peut être produit à partir de presque toutes les ressources énergétiques, bien que son utilisation actuelle dans le raffinage du pétrole et la production chimique soit principalement couverte par de l'hydrogène provenant de combustibles fossiles. L'hydrogène propre produit à partir d'énergies renouvelables, de l'énergie nucléaire ou de combustibles fossiles avec un dispositif de CCUS pourrait contribuer à décarboniser une série de secteurs.*

### Quel est son rôle dans la course vers le Net Zéro ?

- Les 18 scénarios du GIEC qui prévoient des émissions de CO<sub>2</sub> nulles dans le secteur de l'énergie et des procédés industriels en 2050, ont un recours médian à l'hydrogène de 18 EJ en 2050. La fourchette est large - de 0 à 39 EJ - ce qui reflète sans doute les grandes incertitudes quant au potentiel des technologies et des applications de l'hydrogène à faible teneur en carbone encore jeunes. Dans le scénario NZE, toutefois, 33 EJ d'hydrogène sont utilisés dans la consommation finale en 2050.

### Comparaison de la part de l'hydrogène dans la consommation finale totale dans les scénarios du GIEC et le scénario NZE en 2050

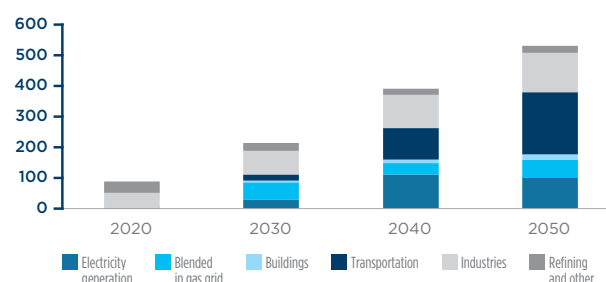


Source : AIE

- Le scénario Net Zéro d'ici 2050 de l'AIE paraît optimiste au sujet du potentiel de l'hydrogène propre dans diverses applications. Dans ce cas, le secteur des services aux collectivités conserve une part minoritaire mais significative de la demande totale d'H<sub>2</sub> en 2050 (20 % pour la production d'électricité et 11 % pour le réseau de gaz) par rapport à la demande des secteurs dont les émissions sont difficiles à réduire (par exemple, les poids lourds, l'aviation & le transport maritime, les produits chimiques, le fer & l'acier). Son rôle dans la production d'électricité reste assez limité à long terme, à plus de 2 % de l'offre mondiale totale, mais il est comparable, par exemple, à la contribution des centrales à combustibles fossiles équipées de CSC en 2050. Dans ce cas, l'utilisation de

l'hydrogène dans les centrales électriques au gaz et les piles à combustible stationnaires a pour but de contribuer à équilibrer la production croissante des énergies renouvelables variables et de servir de solution de stockage de l'énergie.

### Demande d'hydrogène par application dans le scénario Net Zéro d'ici 2050 de l'AIE (mt)

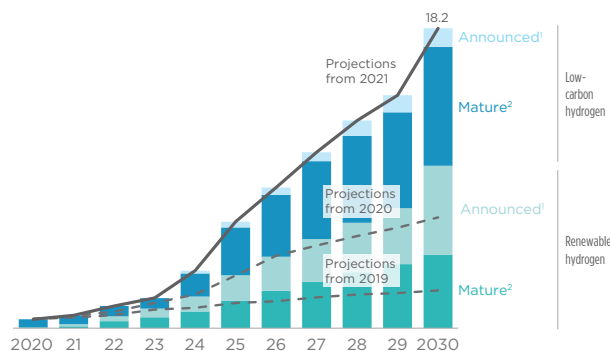


Source : AIE

## Où en sommes-nous ?

- L'élan significatif du soutien politique de ces dernières années a permis aux agents économiques d'avoir une visibilité sur les subventions et les capacités ciblées. Cela a déclenché une augmentation significative de l'intérêt et des annonces de projets.
- **En novembre 2021, le Conseil de l'hydrogène recensait 520 projets à grande échelle annoncés.** Ceux considérés comme les plus matures (au moins au stade de la planification) nécessiteraient déjà 84 milliards de dollars d'investissements.
- En deux ans seulement, l'institution a multiplié par 8 son estimation de la capacité de production d'hydrogène propre annoncée d'ici 2030, jusqu'à 18 mt H2. Toutefois, ce chiffre est loin des 150 millions de tonnes requis par la feuille de route Net Zéro d'ici 2050 de l'AIE.
- 70 % de la capacité de production annoncée provient de sources d'énergie renouvelables (hydrogène vert basé sur l'électrolyse), le reste provenant de projets d'hydrogène bleu (combustibles fossiles combinés au captage et au stockage du carbone).

### Volume annoncé de production d'hydrogène propre par trajectoire

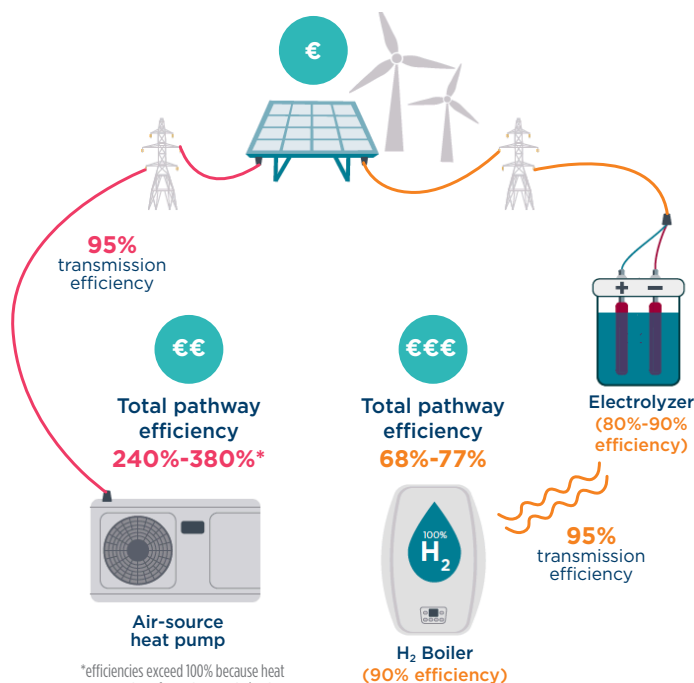


1. Preliminary studies or at press announcement stage  
 2. Feasibility study, front-end engineering and design stage, final investment decision has been taken, under construction, commissioned or operational

Source : Conseil de l'hydrogène

## Quelles sont les principales difficultés ?

**Une efficacité énergétique relativement faible :** L'ICCT (Conseil international pour le transport propre) estime que l'efficacité totale de l'utilisation d'hydrogène vert dans les chaudières pour le chauffage résidentiel est près de quatre fois inférieure à celle des pompes à chaleur (voir graphique). De même, en raison d'importantes pertes d'énergie du puits aux roues, l'hydrogène n'est pas une solution économe en énergie par rapport aux voitures électriques à batterie. Une voiture à hydrogène consomme 2 à 3 fois plus d'électricité pour la même distance qu'une voiture à batterie, par exemple. Tant que les fabricants de batteries ne seront pas en mesure d'améliorer l'autonomie, un changement de technologie en faveur de l'hydrogène est, selon nous, très peu probable.



Source : ICCT

**Impact du cycle de vie du carbone de l'hydrogène bleu :** Même lorsqu'elle est équipée d'un système de captage et de stockage du carbone, la production d'hydrogène par reformage du méthane à la vapeur (hydrogène bleu) n'est pas neutre en carbone. Selon l'ICCT, par exemple, son utilisation à la place du gaz naturel fossile se traduirait par une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 42 à 61 % seulement<sup>11</sup>. **Pour véritablement avoir de faibles émissions de carbone, les projets d'hydrogène bleu doivent présenter des taux de captage élevés et de faibles fuites de méthane tout au long de la chaîne de valeur.** Les projets existants dans le monde ont des taux de captage de 40 à 60 %, mais des taux de plus de 90 % sont techniquement réalisables.

**D'énormes besoins en électricité et en infrastructure :** Les besoins en hydrogène vert envisagés dans le scénario NZE 2050 de l'AIE nécessitent des quantités massives de production supplémentaire d'électricité verte. Les chiffres font réfléchir. **D'ici 2030, 3 850 TWh d'électricité verte seront nécessaires pour la seule production d'hydrogène vert.** Cela équivaut à l'augmentation totale de la production d'électricité de la Chine au cours de la dernière décennie. Il en résulte également de grands besoins d'augmentation de la capacité d'énergie verte connectée au réseau. Il est important que les projets de production d'énergie renouvelable par électrolyseur ne cannibalisent pas les projets reliés au réseau, car le risque serait de ralentir la décarbonisation des réseaux électriques.

Le défi lié aux infrastructures est également considérable. Comme le souligne l'AIE, « *le développement de l'infrastructure pour l'hydrogène au rythme requis dans le scénario NZE implique des risques d'investissement considérables tout au long de la chaîne de valeur de la production, du transport et de la demande, depuis les technologies de production d'hydrogène jusqu'à la production d'électricité à faibles émissions et le transport et le stockage du CO<sub>2</sub>* ».

**Une nécessité d'adapter les réglementations et les normes :** Le mélange d'hydrogène (taux élevé) et son transport dans les réseaux de gaz naturel nécessitent l'ajustement des limites réglementaires actuelles sur le mélange d'hydrogène et l'adaptation de certains actifs. Les limites actuelles du mélange d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel vont de 0 à 6 %.

**Les scénarios optimistes de réduction des coûts doivent encore être validés :** Un rapport 2020 financé par l'ICCT conclut que les perspectives prometteuses de compétitivité des coûts de l'hydrogène vert poussées par les recherches de l'AIE, du BNEF ou de l'IRENA reposent sur des hypothèses trop optimistes et ignorent largement les coûts totaux du système des électrolyseurs. Le rapport prévoit que les coûts de production de l'hydrogène vert en Europe diminueront à un TCAC de 1,4 % sur la période 2020-2050, soit trois fois moins rapidement que dans les perspectives de l'IRENA.

## Conclusion

- L'hydrogène propre bénéficie actuellement d'un soutien politique sans précédent, ce qui a déclenché une avalanche d'annonces de projets avec des besoins d'investissement élevés.
- Nous considérons que l'hydrogène propre est nécessaire dans certains secteurs dont les émissions sont difficiles à réduire, comme l'acier ou la chimie.
- Un grand nombre d'obstacles économiques et réglementaires clés doivent cependant encore être surmontés, tandis que l'hydrogène propre en général, et l'hydrogène bleu en particulier, **doivent encore, selon nous, prouver leur durabilité par rapport à d'autres alternatives à faible teneur en carbone dans plusieurs applications.**

11. <https://theicct.org/sites/default/files/publications/Hydrogen-heating-UK-dec2020.pdf>



**FOCUS SECTORIEL**

*Atteindre le net zéro dans  
le secteur des services aux  
collectivités*

## Points à retenir

- **L'électrification des secteurs d'utilisation finale**, notamment le chauffage et la demande accrue d'électricité **amplifient considérablement la nécessité de décarboniser le secteur de l'électricité.**
- **Atteindre le net zéro implique l'élimination complète du charbon sans dispositif d'atténuation des émissions d'ici 2040**, avec seulement 0,4 % de la production d'électricité provenant du gaz sans dispositif d'atténuation en 2050.
- Dans un tel scénario, **les énergies renouvelables se multiplient et représentent près de 90 % de la production d'électricité en 2050.** Le solaire et l'éolien ouvrent la voie.
- **Les pompes à chaleur jouent un rôle important dans la décarbonisation du secteur du chauffage.** Simultanément, on assiste à une augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables sur site, comme les chauffe-eau solaires thermiques et les chaudières à biomasse pour répondre à la demande globale de chauffage.
- **La décarbonisation du secteur doit s'accompagner d'une expansion des réseaux, de sources de flexibilité, d'une augmentation des investissements et de l'innovation, d'une intervention gouvernementale favorable et d'une « transition juste ».**

Note : « Le scénario » fait référence au scénario de zéro émission nette (NZE) d'ici 2050 de l'AIE.

Les secteurs de l'électricité et du chauffage étaient à l'origine de près de 40 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> en 2020, le charbon étant le principal contributeur, suivi du gaz naturel. **Jusqu'en 2030, environ 60 % des réductions d'émissions proviennent de ces deux secteurs, principalement grâce à une diminution de l'utilisation du charbon et, au final, du gaz naturel.**

**La décarbonisation du secteur de l'électricité est la plus agressive, dans le sens qu'elle atteint le net zéro avant tous les autres.** Malgré la difficulté,

puisque cela nécessite un remaniement important des actifs des entreprises existantes, il est possible, grâce à la disponibilité, à la maturité et au faible coût actuels des technologies, de favoriser ces réductions d'émissions. Dans le cadre de ce scénario, les émissions du secteur atteignent le net zéro dans les économies avancées d'ici 2035 et au niveau mondial d'ici 2040. Le scénario repose sur un certain nombre de composantes, présentées ci-dessous.

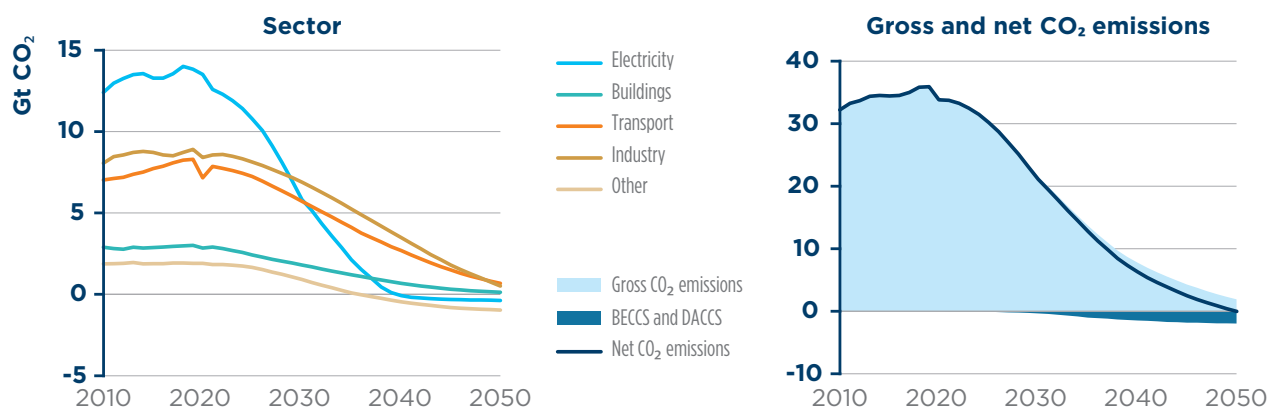
## Électrification accélérée et demande accrue

Au cours des trente prochaines années, la demande d'électricité devrait considérablement augmenter sous l'effet de facteurs tels qu'une population beaucoup plus nombreuse (2 milliards de plus qu'aujourd'hui), une économie mondiale plus que doublée d'ici 2050, l'électrification des secteurs d'utilisation finale (y compris le chauffage), ainsi que l'expansion de la production d'hydrogène à partir de l'électricité. **Dans ce scénario, la demande mondiale d'électricité devrait plus que doubler d'ici 2050, impliquant une hausse annuelle de 3,2 %, avec une augmentation conséquente et proportionnelle de la production.** De plus, la part de l'électricité dans la consommation énergétique globale passe à environ 50 % d'ici 2050, contre 20 % aujourd'hui. Compte tenu de cette hausse prévue de la demande globale et

de la production d'électricité, il est d'autant plus important de décarboniser le secteur en utilisant des énergies renouvelables et d'autres sources à faibles émissions.

### L'électrification du chauffage entraîne également une augmentation de la demande d'électricité.

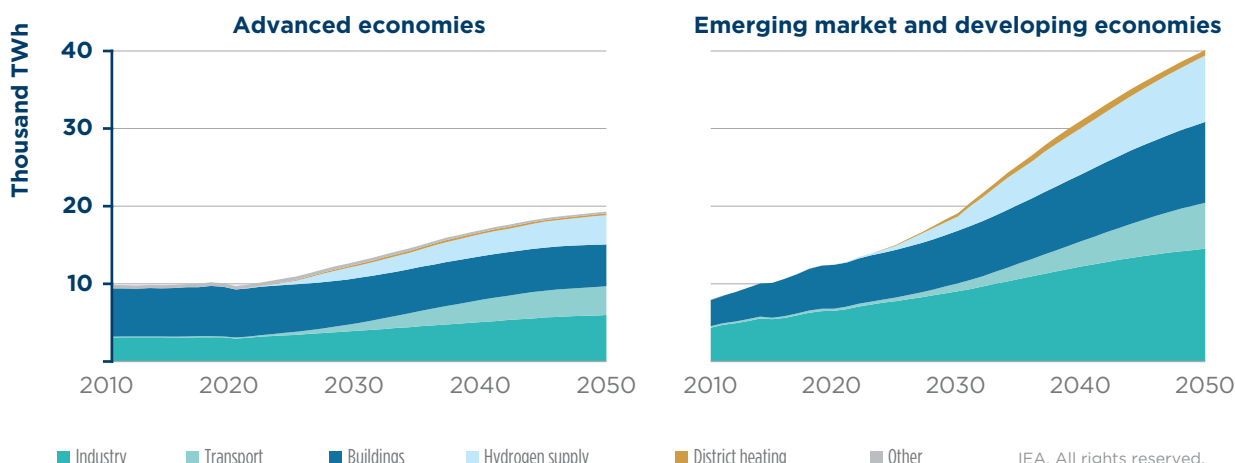
La demande d'électricité due à l'électrification des secteurs d'utilisation finale, notamment le chauffage, augmente de 35 % entre 2020 et 2050 dans les bâtiments. En 2050, deux tiers des bâtiments résidentiels dans les économies avancées et près de 40 % de ceux des économies émergentes et en développement utilisent une pompe à chaleur. En outre, l'électricité représente 40 % de la demande de chauffage en 2030 et 65 % en 2050.



IEA. All rights reserved.

**Emissions from electricity fall fastest, with declines in industry and transport accelerating in the 2030s. Around 1.9 Gt CO<sub>2</sub> are removed in 2050 via BECCS and DACCS.**

Émissions mondiales nettes de CO<sub>2</sub> par secteur, et émissions brutes et nettes de CO<sub>2</sub> dans le scénario NZE



Electrification of end-uses and hydrogen production raise electricity demand worldwide, with a further boost to expand services in emerging market and developing economies.

Demande d'électricité par secteur et groupement régional dans le scénario NZE

Énergies renouvelables et sources à faible teneur en carbone

La nécessité de déployer des énergies renouvelables et d'autres sources bas carbone pour répondre à la demande croissante tout en réduisant les émissions est d'une importance sans précédent. Le coût des énergies renouvelables a considérablement diminué ces dix dernières années et continue de baisser, ce qui les rend compétitives et souvent moins chères que les énergies à base de combustibles fossiles. Leur déploiement massif est donc à la fois économique et prudent. **Pour atteindre l'objectif net zéro et limiter l'augmentation de température à 1,5°C, les énergies renouvelables doivent dépasser le charbon d'ici 2026 et le pétrole et le gaz avant 2030<sup>12</sup>.**

Selon ce scénario, les énergies renouvelables représentent plus de 60 % de la production d'électricité en 2030 et plus de 90 % d'ici 2050 (le reste provenant en majorité du nucléaire), contre 29 % en 2020. Le solaire et l'éolien deviennent les principales sources de production avant 2030 et constituent près de 70 % de la production d'ici 2050. L'intensité en CO<sub>2</sub> de la production d'électricité, c'est-à-dire le nombre de kg de CO<sub>2</sub> émis par kWh produit, qui indique le degré d'écologisation d'un actif de production, diminue de 0,438 en 2020 à 0,138 d'ici 2030 et devient légèrement négative (-0,005) d'ici 2050.

Si l'hydroélectricité est aujourd'hui la principale source d'énergie à faible émission de carbone, le solaire et l'éolien sont appelés à prendre le relais.

La capacité solaire photovoltaïque (PV) sera multipliée par 20 d'ici 2050, tandis que l'énergie éolienne sera multipliée par 11. Les ajouts annuels de capacités entre 2020 et 2050 sont cinq fois plus élevés que la moyenne des trois dernières années. Afin d'assurer leur succès, il faudra s'attaquer à quelques-uns de leurs obstacles associés ou risques possibles, notamment :

- l'intermittence des technologies ;
- l'emplacement / la localisation géographique ;
- une main-d'œuvre qualifiée suffisante ;
- la capacité de la chaîne d'approvisionnement ;
- l'utilisation des sols et l'acceptation par la communauté, ainsi que les impacts sur la biodiversité.

Des énergies renouvelables répartissables seront nécessaires pour gérer l'intermittence du solaire et de l'éolien, comme l'hydroélectricité, la bioénergie, les CSP et la géothermie. Elles seront essentielles pour la sécurité énergétique et, par conséquent, pour équilibrer les écarts entre l'offre et la demande.

**Le nucléaire joue aussi un rôle essentiel en**

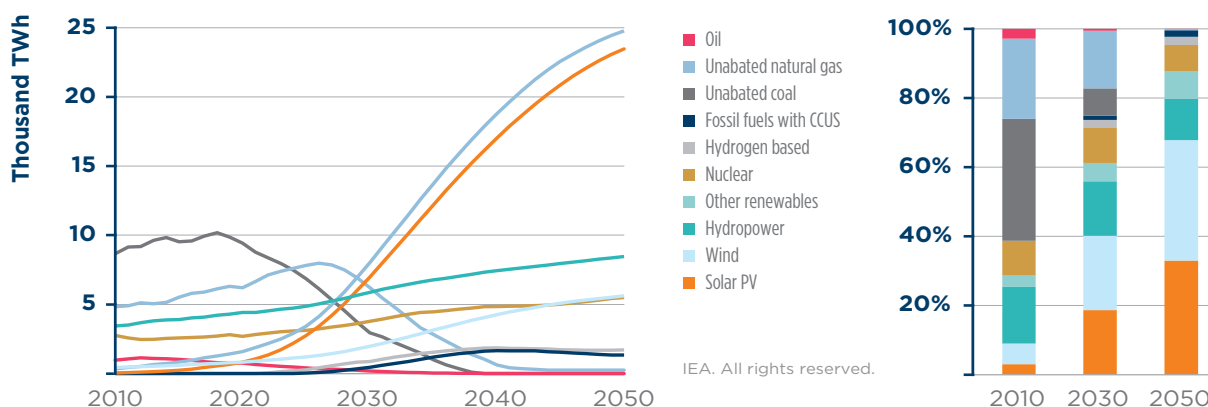
12. <https://www.carbonbrief.org/iea-renewables-should-overtake-coal-within-five-years-to-secure-1-5c-goal#:~:text=This%20would%20see%20renewable%20energy,nearly%2090%25%20of%20electricity%20generation.>

**tant que source bas carbone.** C'est la source de production la plus importante après les énergies renouvelables, avec une production qui devrait augmenter de 40 % d'ici 2030 et multipliée par deux d'ici 2050 (la part globale de la production reste inférieure à 10 % en 2050).

**Le rôle de l'hydrogène vert ou à faible teneur en carbone est plus important dans un scénario net zéro.** Il est utilisé à la fois dans les centrales pour la production d'électricité et pour les utilisations finales (chauffage). Après 2030, l'hydrogène et les carburants à base d'hydrogène seront une source importante de flexibilité du système grâce

à la modernisation des centrales électriques afin de leur permettre d'utiliser l'hydrogène ou l'ammoniac comme combustible. Dans ce cas, les combustibles à base d'hydrogène produiront près de 2,5 % de l'électricité en 2030 et en 2050.

Les pompes à chaleur sont importantes pour la décarbonisation du secteur du chauffage. Simultanément, on assiste à une augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables sur site, comme les chauffe-eau solaires thermiques et les chaudières à biomasse, pour répondre à la demande globale de chauffage.



**Solar and wind power race ahead, raising the share of renewables in total generation from 29% in 2020 to nearly 90% in 2050, complemented by nuclear, hydrogen and CCUS.**

### Production mondiale d'électricité par source dans le scénario NZE

#### Recul du charbon et rôle du gaz naturel

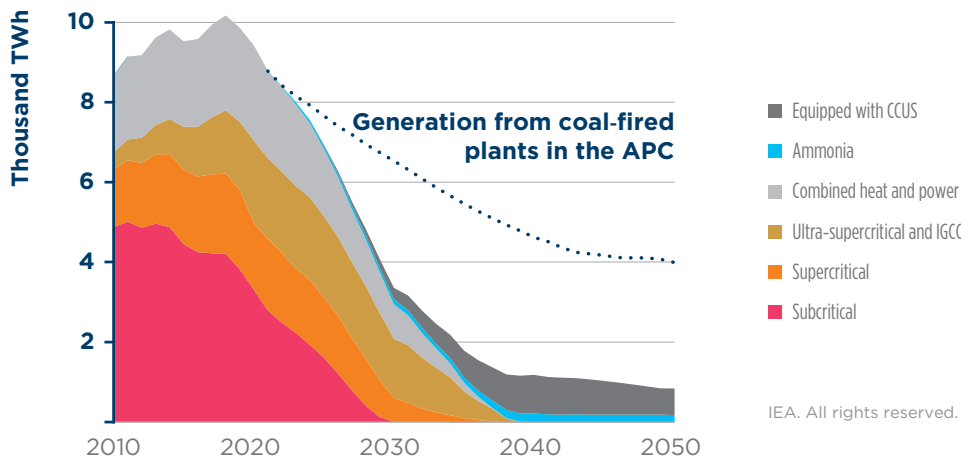
**Dans le scénario NZE, la part de la production d'électricité à partir de charbon sans dispositif d'atténuation des émissions devrait reculer de 35 % aujourd'hui à 0% en 2050.** À partir de 2021, il n'y aura plus de développement de nouvelles centrales au charbon sans dispositif d'atténuation des émissions, et ce type de production diminuerait de 70 % d'ici 2030. Les centrales les moins efficaces devront peu à peu être éliminées d'ici 2030 et celles restant en service doivent être modernisées d'ici 2040. En outre, elles devraient être progressivement supprimées dans les économies avancées d'ici 2030 et dans les autres régions d'ici 2040. Les centrales au fioul sans dispositif d'atténuation doivent également être éliminées progressivement à cette échéance.

**Pour le gaz sans dispositif d'atténuation des émissions, le chiffre passe de 23 % aujourd'hui à 0,4 % en 2050.** L'utilisation du gaz naturel sans captage de carbone augmente à court terme pour compenser une part de la diminution de la capacité du charbon. Cela doit durer que peu de

temps, même dans les économies dépendantes du charbon, comme l'Asie du Sud. Ce chiffre baisse en 2030, à 17 % de la production totale d'électricité, et aura diminué de 90 % en 2040. La conviction que le gaz puisse servir de combustible de transition s'affaiblit et les centrales électriques au gaz sont de plus en plus évaluées du point de vue du risque lié aux actifs irrécupérables, certains qualifiant le gaz de « nouveau charbon ».

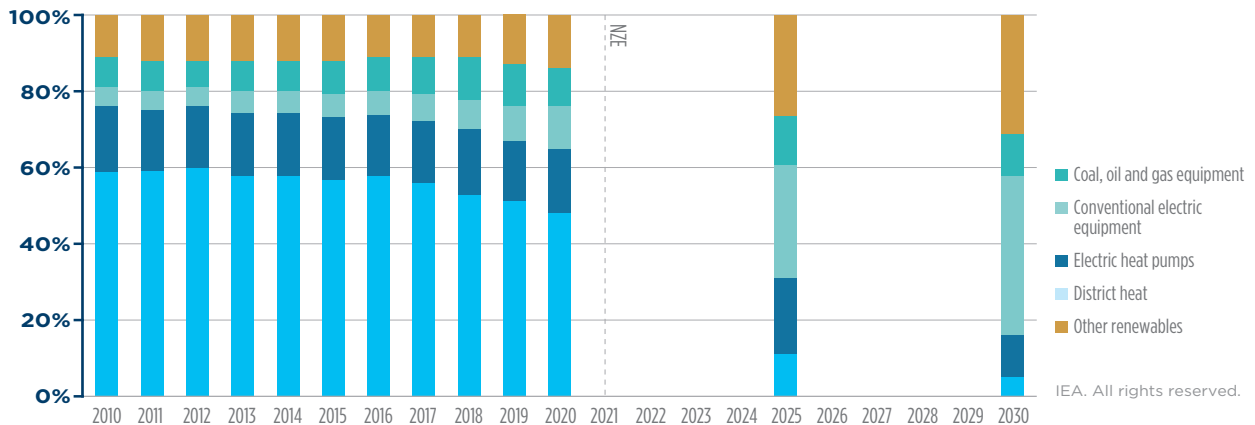
Le rôle du gaz pour le chauffage diminue également, avec l'élimination progressive des chaudières à combustible fossile d'ici 2025 et l'adoption généralisée des pompes à chaleur, puisque 50 % de la demande de chauffage sera satisfaite par celles-ci en 2045. D'autres options de chauffage sont à des stades différents de maturité, notamment le chauffage solaire thermique, les chaudières à biomasse, l'hydrogène (mais l'offre devrait être limitée), la géothermie, le nucléaire, etc. La décarbonisation du chauffage aura des conséquences importantes et stratégiques pour les compagnies du gaz.

Production d'électricité au charbon par technologie dans le scénario NZE



Coal-fired power accounted for 27% of global energy CO2 emissions in 2020, and in the NZE, all subcritical plants are phased out by 2030 and all plants without CCUS by 2040.

Technologies de chauffage vendues dans le monde pour des bâtiments résidentiels et de service dans le scénario Net Zéro, 2010-2030



L'importance des réseaux

Pour assurer une transition sans heurts vers le net zéro, la longueur totale des réseaux électriques mondiaux devra doubler d'ici 2040 et augmenter d'un quart supplémentaire d'ici 2050. À titre de comparaison, il a fallu plus d'un siècle pour construire les réseaux actuels. L'investissement annuel dans le réseau passerait d'environ 260 milliards de dollars aujourd'hui à 800 milliards de dollars en 2030, pour grimper ensuite à près de mille milliards de dollars en 2040 puis retomber en 2050 à un niveau similaire à celui de 2030.

L'expansion des réseaux électriques s'accompagne de difficultés :

- la construction de lignes de transmission prend du temps ;
- l'exposition aux risques physiques et leur gestion en raison de la fréquence croissante des phénomènes météorologiques extrêmes ;
- l'augmentation des émissions fugitives d'hexafluorure de soufre (SF6) avec l'expansion des connexions au réseau. Actuellement, il n'existe pas beaucoup d'alternatives au SF6.
- L'utilisation des sols et l'acceptation par la communauté, ainsi que les impacts sur la biodiversité.

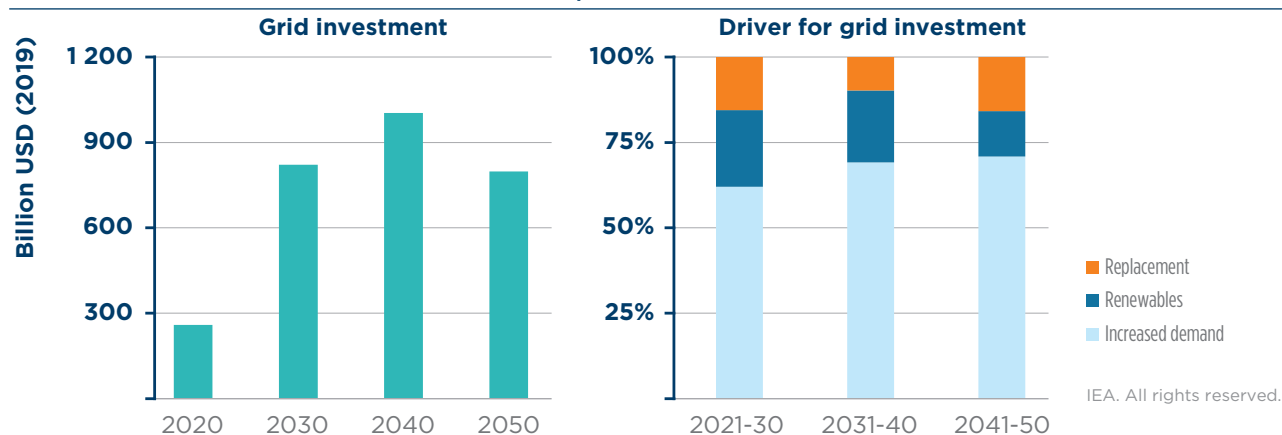


**La gestion de ces difficultés pour garantir une construction sans heurts nécessitera le travail d'acteurs publics et privés, ainsi que des gouvernements.**

Les compagnies de gaz devront transformer leurs lignes de distribution pour les rendre aptes à

transporter de l'hydrogène vert ou bas carbone, ou d'autres gaz à faible teneur en carbone comme le biométhane. Les fuites provenant d'infrastructures endommagées, vétustes ou inefficaces sont un défi de taille auquel les services aux collectivités sont confrontés aujourd'hui et nécessiteront également une intervention à l'avenir.

**Investissement mondial dans les réseaux électriques dans le cadre du scénario NZE**



**Electricity network investment triples to 2030 and remains elevated to 2050, meeting new demand, replacing ageing infrastructure and integrating more renewables**

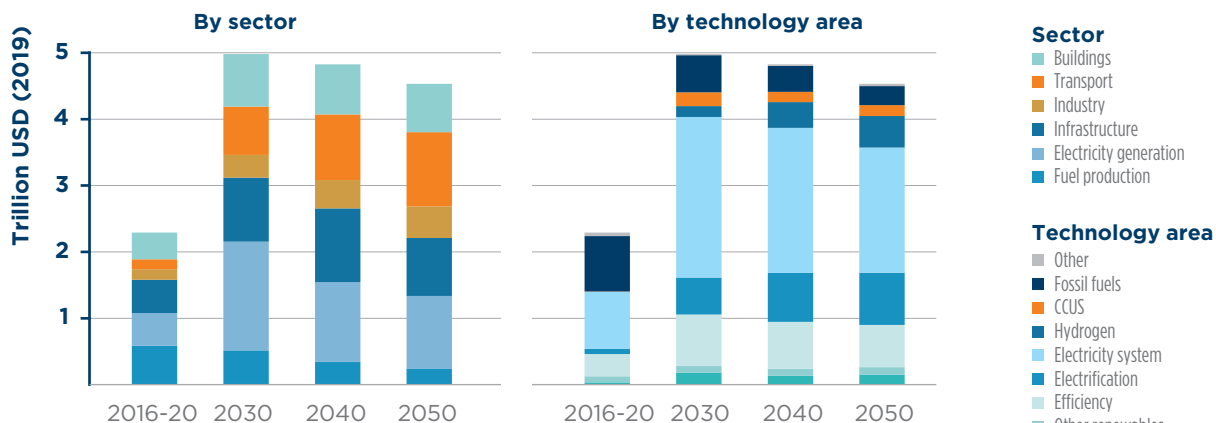
**L'investissement, l'innovation et le rôle des gouvernements sont essentiels**

Atteindre le net zéro n'est ni bon marché, ni facile. En effet, les chiffres de l'investissement indiqués pour les secteurs sont stupéfiants. Comme indiqué dans les différentes sections de ce document, **les investissements annuels dans les différentes technologies, de la R&D au déploiement et aux infrastructures, doivent augmenter de manière substantielle.** Par ailleurs, la trajectoire globale décrite par l'AIE s'appuie sur les technologies disponibles et déployables à l'échelle en vue de réduire les émissions mondiales d'ici 2030 (principalement l'énergie solaire et éolienne). Mais près de la moitié des réductions d'émissions entre 2030 et 2050 provient de technologies qui n'existent pas encore ou qui sont au stade du prototype ou de la démonstration, notamment celles dont ont besoin les compagnies d'électricité et de gaz. Parmi ces technologies figurent les technologies d'élimination du dioxyde de carbone (CCUS, BECCS, DACCS), l'hydrogène vert ou à faible teneur en carbone et les batteries avancées. Il faudra également accélérer les travaux sur les différentes sources de flexibilité, comme la réponse à la demande, les centrales électriques

flexibles et les réseaux plus intelligents.

Pour l'innovation, l'investissement et le déploiement à grande échelle des technologies actuelles et futures, **les gouvernements du monde entier devront mettre en place les mécanismes appropriés.** La réglementation, les politiques et les lois (par exemple les taxes sur le carbone et son prix), les directives, les plans d'action au niveau fédéral et des États, les programmes d'énergie propre, les objectifs d'émissions inscrits dans la loi, etc. seront nécessaires afin de faire du net zéro une réalité, ainsi que pour les compagnies d'électricité et de gaz. Les mécanismes de tarification du marché pour le secteur de l'électricité devront également évoluer au fur et à mesure de la transition énergétique.

Moyenne annuelle des investissements en capital dans le scénario NZE



Capital investment in energy rises from 2.5% of GDP in recent years to 4.5% by 2030; the majority is spent on electricity generation, networks and electric end-user equipment

IEA. All rights reserved.

### Sécurité énergétique et flexibilité du système

Avec l'électrification croissante, l'augmentation de la demande, l'intermittence des énergies renouvelables, la diminution de la capacité des centrales à combustible fossile et la fréquence accrue des phénomènes météorologiques extrêmes, le concept de fiabilité devient d'autant plus important. **La sécurité énergétique ne résultera que d'une transition stratégique soutenue par une planification, des politiques dédiées, des investissements et des innovations appropriés.**

Deux éléments essentiels pour garantir la sécurité énergétique consisteront à étendre et à renforcer le réseau (c'est-à-dire à le rendre plus résistant

aux menaces actuelles et émergentes), ainsi qu'à intégrer des sources de flexibilité. Plusieurs solutions possibles et innovantes sont envisagées, par exemple l'interconnexion des réseaux, la production distribuée, le renforcement de la numérisation, la pénétration accrue des énergies renouvelables et des centrales électriques flexibles à faible émission de carbone, l'hydrogène vert/bas carbone, le stockage avancé dans des batteries, les centrales à combustible fossile avec CCUS, etc. La demande a également son rôle à jouer en garantissant une certaine flexibilité par des moyens conventionnels et nouveaux de réponse à la demande.

### La dimension sociale

Il ne faut pas oublier la dimension sociale lorsqu'il s'agit de réaliser le scénario NZE. La transition doit être :

- **juste** : les gouvernements et les entreprises doivent s'assurer que les bonnes mesures sont mises en place afin que ce processus soit le plus inclusif et le plus fluide possible pour tous les employés, en faisant émerger le concept de « transition juste ».
- **équitable, garantissant la contribution à l'ODD**

**n°7<sup>13</sup>** : le scénario prévoit un accès universel à l'électricité et à la cuisson propre d'ici 2030.

- **abordable** : la transition doit être rentable et maintenir les factures énergétiques stables et abordables pour l'ensemble des consommateurs.

13. Garantir l'accès à une énergie abordable, fiable, durable et moderne.

## Ce que nous attendons des entreprises

Nous encourageons vivement les entreprises dans lesquelles nous investissons à prendre certaines mesures, notamment dans le cadre de la course vers la neutralité carbone :

- progressivement éliminer le charbon conformément à la politique d'Amundi en matière de charbon thermique et aux trajectoires prescrites pour les pays de l'OCDE (2030) et les pays hors OCDE (2040) ;
- mettre en place un plan de décarbonisation complet, susceptible d'être modifié au fur et à mesure de l'évolution du paysage technologique et réglementaire pour atteindre le net zéro. Ce plan devrait inclure des objectifs de scopes d'émission et de délais pertinents, qui peuvent être absolus et/ou liés à l'intensité, ainsi qu'une trajectoire prescrite. Nous sommes également favorables à une certification externe conforme à la science du climat, telle que celle de la Science Based Targets Initiative (SBTi) ;
- Pour réaliser cette transition, Amundi privilégie l'ordre suivant : la **réduction**, suivie de la **suppression** et enfin de la **compensation**.

### Principales étapes de la transformation de la production mondiale d'électricité

Catégorie	
<b>Décarbonisation du secteur de l'électricité</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Économies avancées dans l'ensemble : 2035.</li> <li>- Marchés émergents et économies en développement : 2040.</li> </ul>
<b>Carburants à base d'hydrogène</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Commencer à moderniser les centrales électriques au charbon pour qu'elles fonctionnent à l'ammoniac et les turbines à gaz pour qu'elles fonctionnent à l'hydrogène d'ici 2025.</li> </ul>
<b>Combustible fossile sans dispositif d'atténuation des émissions</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Supprimer progressivement toutes les centrales au charbon sous-critiques d'ici 2030 (870 GW de centrales existantes et 14 GW en construction).</li> <li>- Éliminer progressivement toutes les centrales au charbon sans dispositif d'atténuation des émissions de carbone d'ici 2040.</li> <li>- Supprimer progressivement les grandes centrales au fioul dans les années 2030.</li> <li>- La production d'électricité au gaz naturel sans dispositif d'atténuation des émissions de carbone atteint son maximum en 2030, puis est réduite de 90 % d'ici 2040.</li> </ul>

Catégorie	2020	2030	2050
<b>Production totale d'électricité (TWh)</b>	26 800	37 300	71 200
<b>Énergies renouvelables</b>			
Capacité installée (GW)	2 990	10 300	26 600
Part dans la production totale	29 %	61 %	88 %
Part du photovoltaïque et de l'éolien solaire dans la production totale	9 %	40 %	68 %
<b>Captage, utilisation et stockage du carbone (CCUS) (TWh)</b>			
Centrales de charbon et de gaz équipées de dispositifs de CCUS	4	460	1 330
Centrales de bioénergie avec CCUS	0	130	840
<b>Hydrogène et ammoniac</b>			
Mélange moyen dans la production mondiale de charbon (sans CCUS)	0 %	3 %	100 %
Mélange moyen dans la production mondiale de gaz (sans CCUS)	0 %	9 %	85 %
<b>Combustibles fossiles sans dispositif d'atténuation des émissions</b>			
Part du charbon sans dispositif d'atténuation des émissions dans la production totale d'électricité	35 %	8 %	0,0 %
Part du gaz naturel sans dispositif d'atténuation des émissions dans la production totale d'électricité	23 %	17 %	0,4 %
<b>Énergie nucléaire</b>			
Augmentation annuelle moyenne des capacités (GW)	7	17	24
<b>Infrastructure</b>			
Investissements dans les réseaux électriques en milliards de dollars (2019)	260	820	800
Capacité des postes de transformation (GVA)	55 900	113 000	290 400
Stockage des batteries (GW)	18	590	3 100
Chargement public des VE (GW)	46	1 780	12 400

Note : GW = gigawatts ; GVA = gigavolt-ampères.

## Références

### Sources

- [https://www.researchgate.net/publication/325382044\\_Electricity\\_generation\\_technologies\\_Comparison\\_of\\_materials\\_use\\_energy\\_return\\_on\\_investment\\_jobs\\_creation\\_and\\_CO2\\_emissions\\_reduction](https://www.researchgate.net/publication/325382044_Electricity_generation_technologies_Comparison_of_materials_use_energy_return_on_investment_jobs_creation_and_CO2_emissions_reduction)
- [https://www.researchgate.net/publication/350358598\\_Land-use\\_intensity\\_of\\_electricity\\_production\\_and\\_tomorrow's\\_Energy\\_landscape](https://www.researchgate.net/publication/350358598_Land-use_intensity_of_electricity_production_and_tomorrow's_Energy_landscape)
- <https://www.iea.org/reports/nuclear-power>
- <https://www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>
- [https://www.oecd-nea.org/jcms/pl\\_57979/small-modular-reactors-challenges-and-opportunities?details=true](https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_57979/small-modular-reactors-challenges-and-opportunities?details=true)
- Biomass Air Pollution Briefing. Biofuelwatch
- Does household use of solid biomass based heating affect air quality? AIE
- Perspectives sur les technologies énergétiques 2017, AIE
- Evaluation of the Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Different Biomass Feedstock Electricity Generation Systems, Kadiyala & al (2016)
- Carbon accounting of forest bioenergy, CCR (2014)
- Impact du cycle de vie de l'électricité issue de la biomasse en 2020. Ministère britannique de l'énergie et du changement climatique (2014)
- Application d'une perspective systémique fondée sur la science pour dissiper les idées fausses sur les effets climatiques de la bioénergie forestière. AIE, PTE Bioénergie (2021)
- Que signifie l'objectif net zéro d'ici 2050 pour la bioénergie et l'utilisation des terres ? AIE (2021)
- Bioénergie forestière, captage et stockage du carbone, et élimination du dioxyde de carbone : une mise à jour. EASAC (2019)
- L'utilisation de la biomasse ligneuse pour la production d'énergie dans l'UE. CCR (2021)
- The burning question, EMBER (2020)
- Net Zero by 2050: A roadmap for the Global Energy Sector, AIE (2021)
- AIE (2021), Net Zero by 2050, AIE, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>



## Mentions légales

Le présent document est fourni à titre purement informatif. Il ne constitue ni une offre de vente, ni une sollicitation d'offre d'achat, ni une recommandation d'un quelconque titre ou de tout autre produit ou service. Les titres, produits ou services cités en référence peuvent ne pas être enregistrés à la vente auprès de l'autorité compétente de votre juridiction et sont susceptibles de ne pas être agréés ou supervisés par une autorité gouvernementale ou similaire de votre juridiction. Les informations contenues dans le présent document sont réservées à votre usage interne, ne peuvent pas être reproduites ou rediffusées sous une quelconque forme et ne peuvent pas servir de base ou de composante d'un quelconque instrument ou produit financier ou indice. En outre, aucun élément du présent document n'est destiné à fournir un conseil fiscal, juridique ou d'investissement.

Sauf indication contraire, toutes les informations contenues dans le présent document proviennent d'Amundi Asset Management S.A.S. et sont datées de septembre 2021. La diversification ne saurait garantir un gain ou protéger contre une perte. Les informations contenues dans le présent document sont indiquées « en l'état » et l'utilisateur assume pleinement les risques liés à toute exploitation qui en serait faite. Les données historiques et analyses ne doivent pas être considérées comme une indication ou garantie d'une analyse de performance future, prévision ou prédiction. Les opinions exprimées au sujet des tendances du marché et de l'économie sont celles de l'auteur et pas nécessairement d'Amundi Asset Management S.A.S. Elles sont susceptibles d'évoluer à tout moment en fonction des conditions de marché et autres, et aucune assurance ne peut être donnée quant au fait que la performance des pays, marchés ou secteurs sera telle qu'anticipée. Ces opinions ne doivent pas être utilisées comme un conseil d'investissement, une recommandation à l'égard d'un titre ou une indication de transaction pour un quelconque produit d'Amundi. Les investissements impliquent des risques, notamment politiques, de marché, de liquidité et de change. De plus, Amundi ne saurait en aucun cas être tenue responsable de tout dommage direct, indirect, spécial, accessoire, punitif ou consécutif (y compris, à titre non exhaustif, en cas de manque à gagner) ou de tout autre dommage résultant de son utilisation.

Document publié par Amundi Asset Management, société par actions simplifiée au capital de 1 086 262 605 € - Société de gestion de portefeuille régie par l'AMF sous le numéro GPO4000036 - Siège social : 90 boulevard Pasteur - 75015 Paris - France - 437 574 452 RCS Paris - [www.amundi.com](http://www.amundi.com) - Crédits photo : Gettyimages - Édition : Atelier Art6